

1. OBJETIVO

Este relatório tem como objetivo avaliar as operações de energia elétrica do **SIN** para o mês de **junho de 2023** em comparação com o **mesmo período do ano anterior**. Estão sendo considerados os principais assuntos relacionados a comercialização como: consumo, geração, volume de contratos e montantes de energia negociados, contabilização e liquidação no Mercado de Curto Prazo (MCP).

2. SUMÁRIO EXECUTIVO¹

No mês de junho, o consumo e a geração de energia apresentaram alta de **2,3%** em relação ao mesmo mês do ano anterior, totalizando **66.492 MW médios** (valor referido ao centro de gravidade e considerando exportação).

As principais variáveis que influenciaram este resultado foram:

(+) Temperatura: Em junho de 2023 as temperaturas estiveram acima da do verificado no mesmo mês de 2022 na maior parte do país, com destaque para os estados do Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Em relação as chuvas, precipitações superiores ao mesmo período de 2022 foram verificadas em partes das regiões Sudeste e Norte.

(+) Economia: a produção industrial avançou 0,3% em relação a junho/2022. O destaque negativo ficou para produtos químicos (-9,4%), veículos automotores, reboques e carrocerias (-6,2%) e máquinas, aparelhos e materiais elétricos (-13,0%). Do lado positivo, destaque novamente para indústria extrativa, com crescimento de +11,0%, seguido por coque, produtos derivados de petróleo e biocombustíveis (+4,3%), impressão e reprodução de gravações (+23,7%) e outros equipamentos de transporte (+10,1%).

(+) Exportação: Em junho de 2023, a exportação foi de 1.480,2 MW médios, enquanto no mesmo mês de 2022 foram exportados 1.199,6 MW médios. Ao considerar apenas a geração e consumo interno (sem exportação) o valor total foi de 64.940 MW médios em junho/23, um aumento de 1,9% em relação ao mesmo mês do ano anterior.

O ambiente de comercialização regulado (ACR) registrou estabilidade, e o ambiente de comercialização livre (ACL), alta de **5,0%**.



O Consumo/Geração atingiu **66.492 MW médios**



Alta de **15,3%** na geração das usinas termelétricas



As usinas do MRE geraram **41.363 MW médios**



Fator de ajuste do MRE foi de **79,91%**



Aumento de **63,8%** na geração das usinas fotovoltaicas



159.074 MW médios de contratos transacionados



14.406 agentes participaram da contabilização



Contabilizados **17.308 MW médios** no MCP



O total de encargos foi de **R\$ 23,1 milhões**



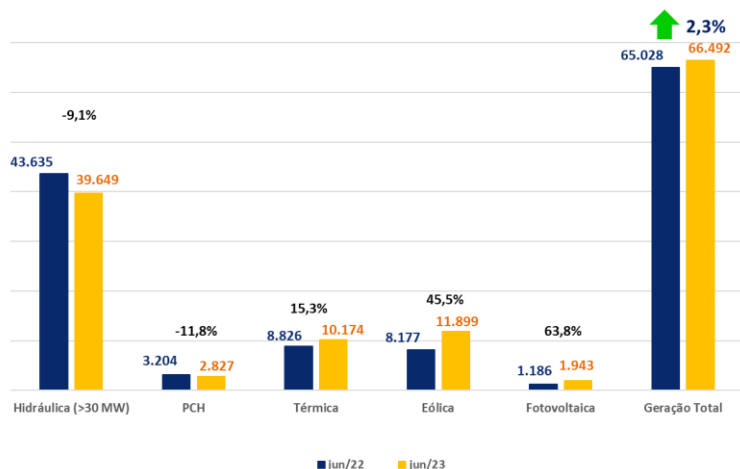
O total a liquidar foi de **R\$ 1,91 bilhões**

¹ Considera dados da contabilização do mês em análise e a CCEE (ACER) como agente participante

3. GERAÇÃO²

No mês, a geração registrou **66.492 MW médios³**, montante **2,3%** maior em relação ao mesmo mês do ano passado⁴. No gráfico 1, observa-se a comparação da variação da geração por tipo de fonte de energia. Os maiores aumentos foram das fotovoltaicas (**63,8%**), eólicas (**45,5%**) e térmicas (**15,3%**), enquanto as PCH's (**-11,8%**) e grandes hidráulicas (**-9,1%**) apresentaram queda.

Gráfico 1 – Geração mensal por fonte (MWm)



Em 2023, a geração cresceu **2,7%**, enquanto no acumulado dos últimos doze meses avançou **2,0%**.

A tabela 1 apresenta o comparativo da fonte hidráulica do mês, ante o mesmo período do ano anterior. No geral, a geração hídrica apresentou oscilação negativa de **9,3%** no período.

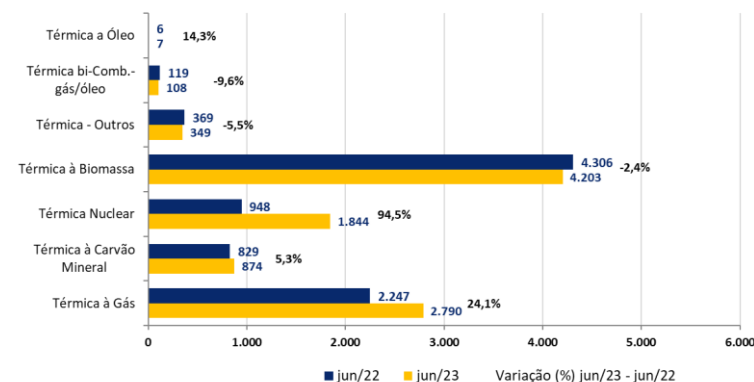
²Os valores de geração estão no centro de gravidade, isto é, considera geração já descontada de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).

Tabela 1 – Comparativo da geração por fonte hidráulica

Geração Hidráulica (MW médios)	jun/23	jun/22	Variação (%) jun/23 - jun/22
Hidráulica (>30 MW) participantes do MRE não cotas	33.147	35.966	-7,8%
Hidráulica (>30 MW) participantes do MRE cotas	6.426	7.569	-15,1%
Hidráulica (>30 MW) não participantes do MRE cotas	0	2	-100,0%
Hidráulica (>30 MW) não participantes do MRE e não cotas	76	98	-22,9%
Subtotal	39.649	43.635	-9,1%
PCH participantes do MRE não cotas	1.787	2.123	-15,8%
PCH participantes do MRE cotas	4	14	-73,1%
PCH não participantes de MRE cotas	0	0	
PCH não participantes de MRE não cotas	1.036	1.068	-3,0%
Subtotal	2.827	3.204	-11,8%
Total	42.476	46.839	-9,3%

O Gráfico 2 ilustra a comparação da geração das usinas térmicas, em relação ao mesmo período do ano anterior, detalhando a queda apresentada no Gráfico 1. Destaque-se as altas das térmicas nucleares (**94,5%**), térmicas à gás (**24,1%**) e térmicas a óleo (**14,3%**).

Gráfico 2 – Comparativo da geração por fonte térmica (MWm)



³ Sendo 54.233 MW médios participantes do rateio de perdas

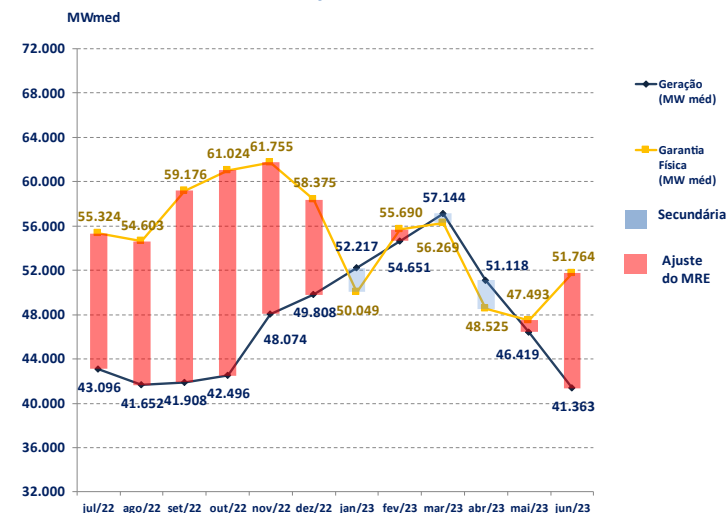
⁴ Houve exportação de 1.480,2 MW médios em junho/2023

A tabela 2 apresenta as usinas com os maiores volumes de geração de acordo o agente proprietário⁵.

Tabela 2 – Maiores volumes gerados por Agente

Posição	Agente
1º	ENBPAR
2º	NESA
3º	ELETRONORTE
4º	CHESF
5º	FURNAS
6º	SANTO ANTONIO
7º	REPESA
8º	ENGIE BR GER
9º	ELETRONUCLEAR
10º	ESBR

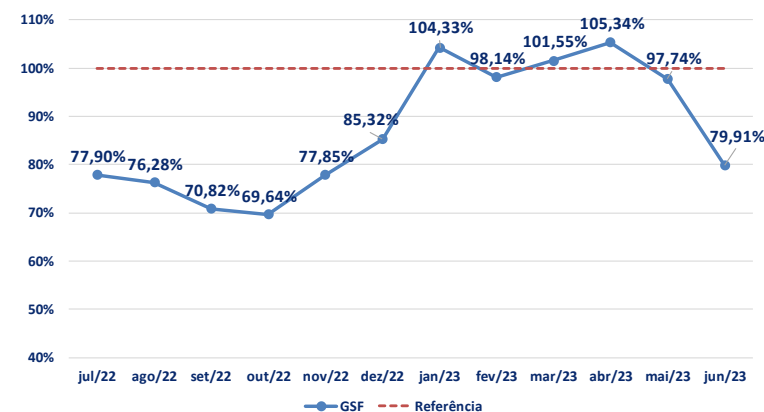
Gráfico 3 – Geração, garantia física após Mecanismo de Redução de Garantia Física, energia secundária e ajuste do MRE



4. MRE⁶

A geração das usinas participantes do MRE apresentou queda de **9,4%** quando comparada ao mês de junho do ano anterior. Com geração inferior à garantia física (Gráfico 3), o fator de ajuste do MRE foi de **79,91%** (Gráfico 4).

Gráfico 4 – Fator GSF



⁵ O ranking é construído de acordo com a geração contabilizada individualmente pelo ativo cadastrado na CCEE e consolidado pelo agente proprietário.

⁶ Os gráficos 3 e 4 foram ajustados para apresentar o histórico dos últimos 12 meses.

Nas tabelas 3 e 4 observa-se a dinâmica do MRE, com relação à transferência de energia e ao balanço por submercado.

Tabela 3 – Transferência de energia no MRE (MWm)

Submercado	Déficit de energia no próprio submercado	Cobertura do déficit no próprio submercado	Excedente de energia para outros submercados	Total de sobra no próprio submercado
SUDESTE	-3.990,306	3.567,996	0,000	4.917,700
SUL	-2.187,239	913,668	0,000	1.654,048
NORDESTE	-617,201	137,557	0,000	214,390
NORTE	-1.107,067	477,489	0,000	1.115,675

Tabela 4 – Balanço de Energia no MRE

Balanço de Energia no MRE (MW médios)	
Diferença entre energia gerada e a garantia física ajustada no MRE	
SUDESTE	927,395
SUL	-533,191
NORDESTE	-402,812
NORTE	8,608

5. CONSUMO⁷

O consumo contabilizou **64.940 MW médios⁸** e apresentou alta de **1,9%⁹** em relação ao mesmo período do ano anterior. O ACR ficou estável (variação de **0,0%**), enquanto o ACL apresentou crescimento de **5,0%**.

Ao excluir o efeito da migração dos consumidores do ambiente regulado para o livre, ACR apresentou alta de **2,3%** e o ACL cresce de **1,2%**.

Tabela 5 – Evolução do consumo por submercado e ambiente de contratação (MW médios)¹⁰

Submercado	jun/22			jun/23			Variação (%)		
	ACR	ACL	Total	ACR	ACL	Total	ACR	ACL	Total
SE/CO	22.110	14.355	36.465	21.755	14.688	36.442	-1,6%	2,3%	-0,1%
S	7.144	4.421	11.566	6.865	4.549	11.414	-3,9%	2,9%	-1,3%
NE	7.214	2.788	10.002	7.569	2.943	10.512	4,9%	5,6%	5,1%
N	3.536	2.185	5.720	3.821	2.751	6.573	8,1%	25,9%	14,9%
total SIN	40.004	23.749	63.753	40.010	24.930	64.940	0,0%	5,0%	1,9%

Na contabilização de junho/2023, considerando o efeito das migrações entre os ambientes, os ramos de têxteis (**-4,7%**), saneamento (**-3,9%**) e veículos (**-1,9%**) apresentaram as maiores quedas. Os setores com os maiores aumentos foram os extração de minerais metálicos (**10,8%**), alimentícios (**4,0%**), comércio (**3,5%**), serviços (**3,1%**) e metalurgia e produtos de metal (**1,8%**).

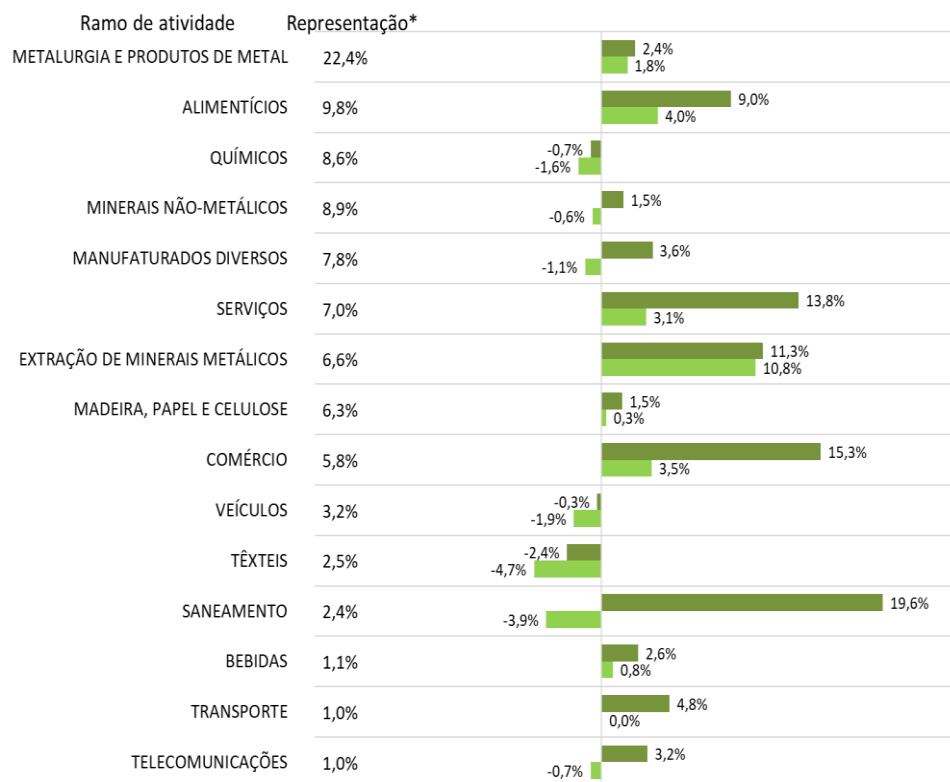
⁷Os valores de consumo estão no centro de gravidade, isto é, considera consumo já acrescido de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).

⁸Sendo 55.776 MW médios participantes do rateio de perdas

⁹ Ao considerar a exportação de 1.480,2 MW médios contabilizada em junho/23 o consumo no SIN registra alta de 2,3%, enquanto o ACL cresce 5,9%.

¹⁰ Não inclui o consumo de geração de 71,25 MW médios para junho/23

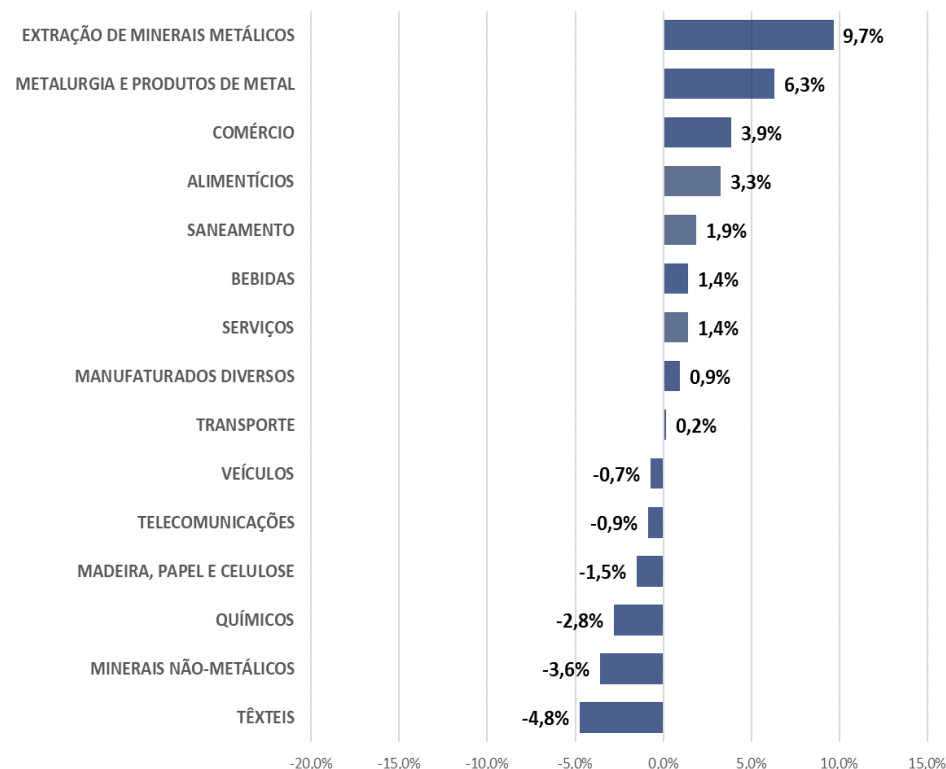
Gráfico 5 – Evolução mensal do consumo no ACL por ramo de atividade



■ Variação (%) jun/23 - jun/22 ■ Variação (%) jun/23 - jun/22 - Excluindo migração de Cargas Novas

* consumo do ramo / consumo total do mês em análise

Gráfico 6 – Comparativo do consumo do ACL por ramo de atividade – acumulado no ano (expurgando o efeito das cargas novas)



O gráfico 6 traz o comportamento por ramo de atividade acumulado no ano, **expurgando o efeito da migração entre os ambientes de contratação**, com os setores de extração de minerais metálicos e de metalurgia e produtos de metal registrando os maiores aumentos e o setor têxtil apresentando a maior queda até junho de 2023.

Nas tabelas 6 e 7 são listados os consumidores livres e especiais com o maior número de unidades modeladas na CCEE e com os maiores consumos de energia no mês¹¹:

Os gráficos 7 e 8 decompõem os valores que impactaram o crescimento dos consumidores livres e especiais.

Tabela 6 – Consumidores livres e especiais com o maior número de unidades modeladas em junho/23 na CCEE

Posição	Consumidor Livre	Consumidor Especial
1º	ATACADAO	VIAVAREJO
2º	HIPER MATEUS	ITAU CL5
3º	ATAKAREJO	BURGER KING
4º	HAVAN	SMARTFIT
5º	COPASA	BANRISUL SA
6º	NOVO ATACADAO	SUPER BH 001
7º	SANEAGO LIVRE	BRASIL TELECOM
8º	SDB ALIMENTOS	BRADERCO
9º	CAGEPA	ULTRASOM
10º	CASAN LIVRE	CENCOSUD BRASIL

Tabela 7 – Consumidores livres e especiais com o maior consumo em junho/23 na CCEE

Posição	Consumidor Livre	Consumidor Especial
1º	ALBRAS	ASSAI ATACADISTA
2º	CVRD	CBD
3º	BRASKEM	BRASIL TELECOM
4º	ARCELOR JF COM	TELEFONICA
5º	KLABIN PUMA	CENCOSUD BRASIL
6º	CSN SIDERURGIC	CLARO
7º	WHITE MARTINS	DMA EPA
8º	BRF	SUPER BH 001
9º	ANGLO NIQUEL MINAS	RENNER MATRIZ
10º	ALUNORTE	CAERN

Gráfico 7 – Consumidores livres

Evolução do consumo de consumidores livres - MW médios

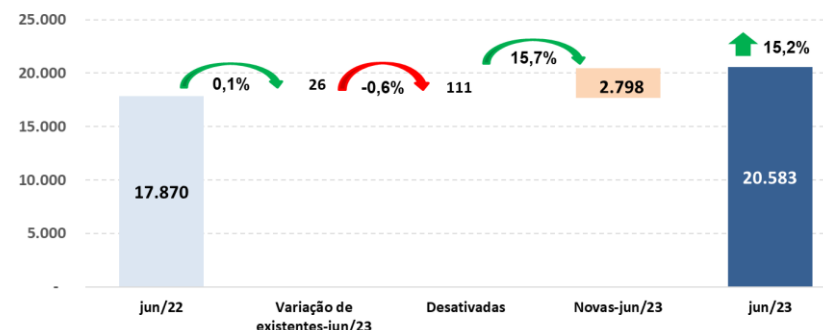
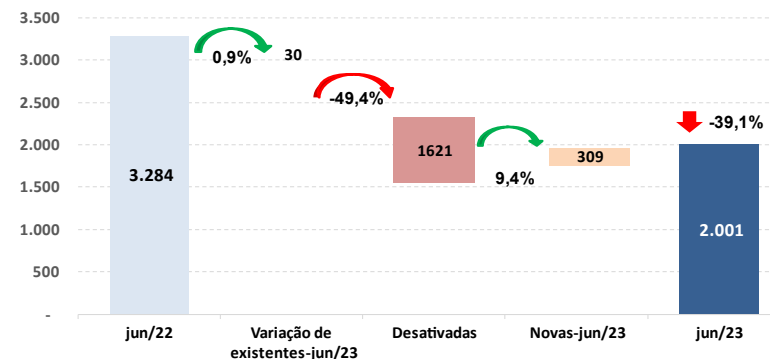


Gráfico 8 – Consumidores especiais

Evolução do consumo de consumidores especiais - MW médios



O Gráfico 9 demonstra a evolução da migração de carga por ramo de atividade para o mês de junho em relação ao mesmo mês do ano anterior. Os maiores crescimentos

¹¹A coluna de Consumidores Livres da tabela 6 foi atualizada, adotando como segundo critério de classificação o consumo em MWh.

percentuais foram registrados nos ramos de saneamento (**39%**), seguido por transportes (**35%**).

Gráfico 9 – Migração por ramo de atividade por quantidade de cargas modelados

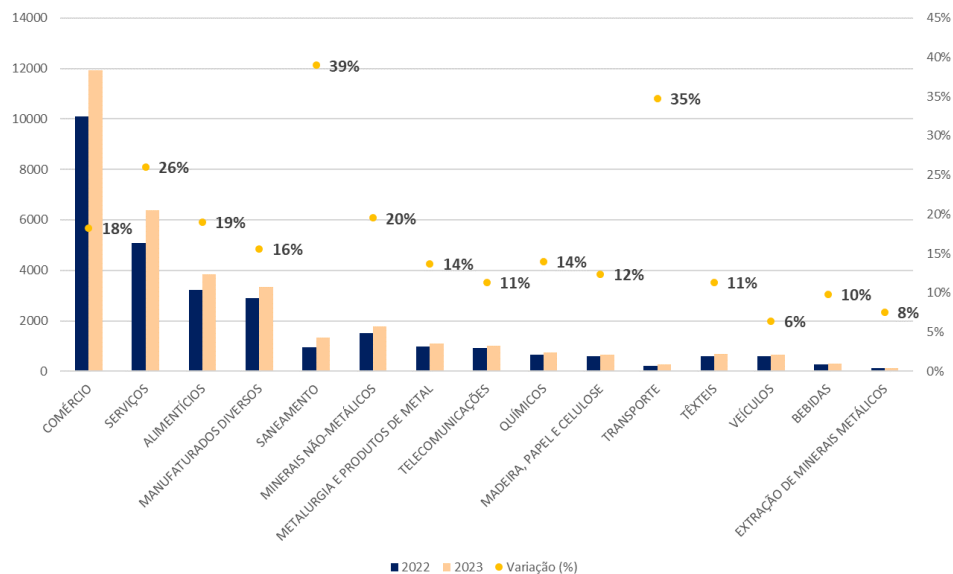
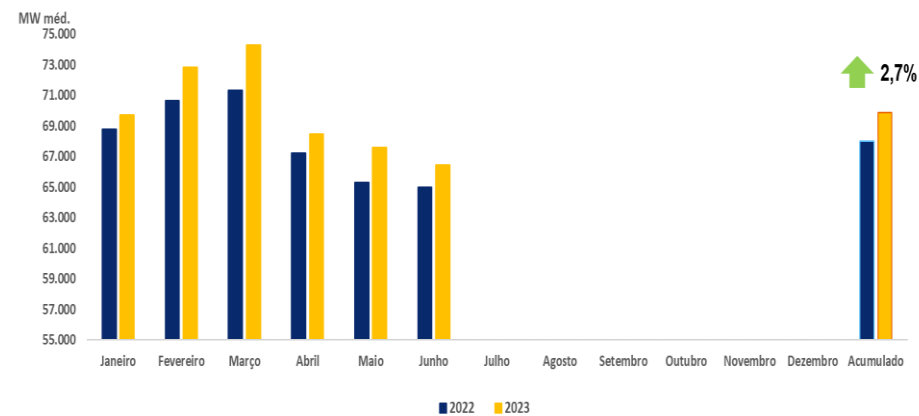


Gráfico 10 – Comparativo de consumo acumulado no ano



No ano, o consumo apresenta alta de **2,7%**, enquanto nos últimos 12 meses, a variação apresentou crescimento de **1,9%**.

No Gráfico 10, observa-se o comportamento do consumo mensal, em relação ao mesmo período do ano anterior, e o acumulado no ano.

6. CONTRATOS

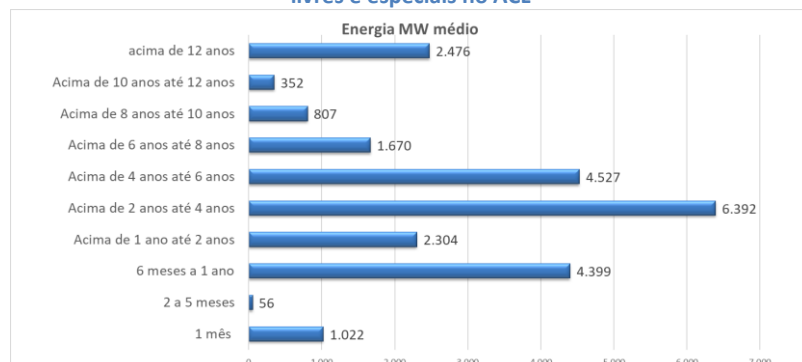
Foram transacionados cerca de **159.074 mil MW médios**, sendo que **69%** são compostos por CCEAL, principalmente em decorrência dos contratos dos agentes comercializadores, conforme apresentado na tabela 8.

Tabela 8 – Contratação por classe e tipo de contrato (em MW médios)

Classe	CCEAL	CCEAR-D	CCEAR-Q	CCEN	CCGF	Itaipu	PROINFRA	CBR	CCEAR-C	CEE	Total
Autoprodutor	3.200	-	-	-	-	-	19	-	-	-	3.219
Comercializador	66.640	-	-	-	-	-	6	-	-	-	66.646
Consumidor Especial	2.133	-	-	-	-	-	48	-	-	-	2.180
Consumidor Livre	21.874	-	-	-	-	-	419	722	-	-	23.015
Distribuidor	-	14.475	11.617	1.532	7.710	5.884	783	3.891	1.007	-	46.899
Gerador	2.141	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.141
Produtor Independente	13.866	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.866
Exportador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.108	1.108
Total	109.854	14.475	11.617	1.532	7.710	5.884	1.275	4.613	1.007	1.108	159.074

No gráfico 11, a classificação da duração considera todo o período do contrato, independentemente do tempo já transcorrido. Nota-se que o montante contratado é maior no período de 2 a 4 anos.

Gráfico 11 – Duração e montante (MW médios) dos contratos¹² CCEAL de compra por consumidores livres e especiais no ACL



A tabela 9 apresenta os comercializadores com os maiores montantes de energia contratada no mês.

Tabela 9 – Comercializadores com maior montante de energia contratada

Posição	Comercializador - Compra	Comercializador - Venda
1º	EDP C	EDP C
2º	AUREN	AUREN
3º	ENGIE BR COM	ENGIE BR COM
4º	ENEL TRADING	COPEL COM
5º	COPEL COM	WXE
6º	SANTANDER COM	SANTANDER COM
7º	WXE	ENEL TRADING
8º	BANCO BTG PACTUAL	BANCO BTG PACTUAL
9º	COMERC	COMERC
10º	CEMIG H COMERCIALIZACAO	CEMIG H COMERCIALIZACAO

A tabela 10 apresenta os comercializadores varejistas com o maior número de representados, os maiores consumos associados e a maior quantidade de unidades consumidoras modeladas no mês contabilizado.

Tabela 10 – Comercializadores varejistas com maior quantidade de representados, consumo e novas modelagens

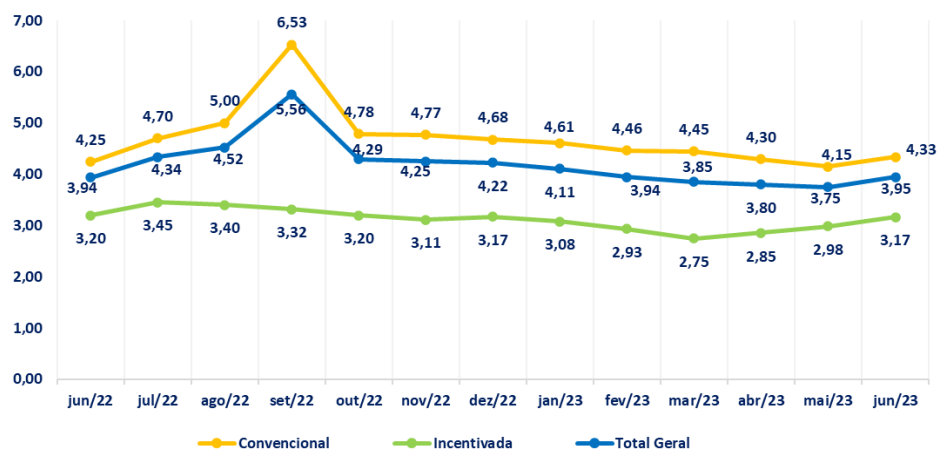
Posição	Maior volume consumido	Nº de UCs representadas	Novas UCs no mês
1º	EDP SMART	EDP SMART	EDP SMART
2º	MATRIX COM	AES TIETE INTEGRADA	MATRIX COM
3º	AES TIETE INTEGRADA	MATRIX COM	2W VAREJISTA
4º	2W VAREJISTA	COPEL COM	COMERC POWER
5º	COMERC POWER	COMERC POWER	AES TIETE INTEGRADA
6º	COPEL COM	2W VAREJISTA	LOG ENERGIA
7º	CPFL BRASIL VAREJISTA	ENGIE BR CVE	PRIME ENERGY
8º	ENGIE BR CVE	LOG ENERGIA	SANTA MARIA ENERGIA
9º	EXPONENCIAL ENERGIA	CPFL BRASIL VAREJISTA	SOLENERGIAS
10º	SOLENERGIAS	PRIME ENERGY	ENGIE BR CVE

¹² A duração considera todo o período do contrato, independente da data de início e fim de suprimento e os montantes verificados no mês de referência

7. LIQUIDEZ

O índice de liquidez apresentado neste boletim fundamenta-se no princípio da rotatividade, comumente empregado em mercados de energia, tendo como base a relação entre o volume de energia elétrica transacionado e o volume consumido. No mercado livre de energia elétrica, considera-se como volume transacionado o total de energia negociada pelos agentes do ACL e como volume consumido o total de contratos de compra realizados pelos consumidores livres, especiais e autoprodutores.

Gráfico 12 – Índice de Rotatividade 2022/2023



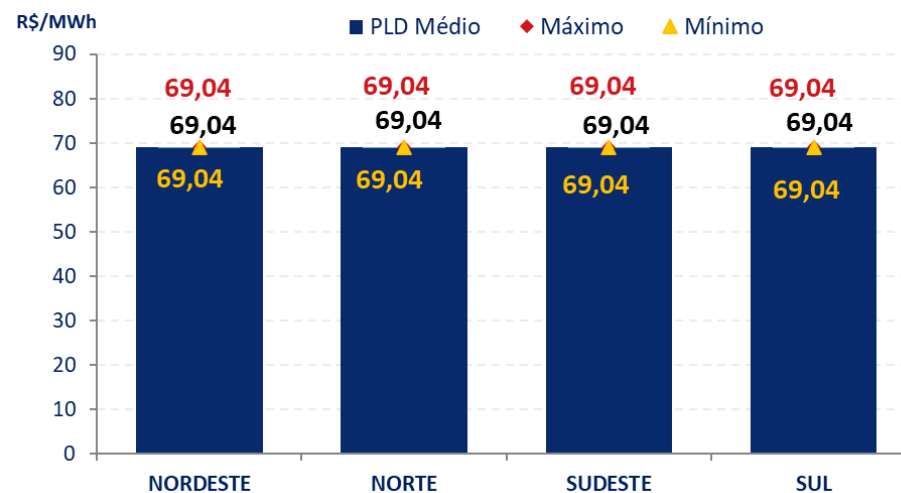
Comparado com o mês anterior (mai/23), o índice apresenta alta de **5,3%**. Ao comparar contra o mesmo mês do ano anterior (jun/22), o índice geral apresenta alta de **0,3%**.

8. MCP

O Mercado de Curto Prazo – MCP contabilizou **R\$ 860,36 milhões** correspondentes a **17.308 MW médios**, que representa **26,1%** do consumo.

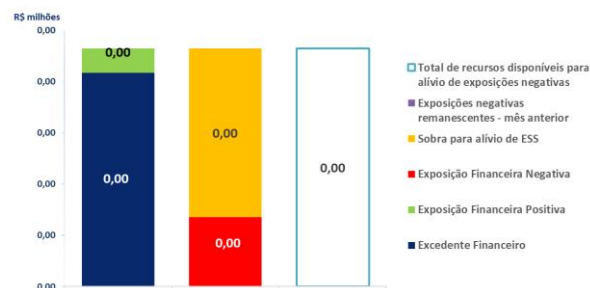
O Preço Médio de Liquidação das Diferenças (PLD) apresentou estabilidade em relação ao mês anterior, registrando média de **R\$69,04** em junho, permanecendo no piso regulatório.

Gráfico 13 – Preço de Liquidação das Diferenças – PLD



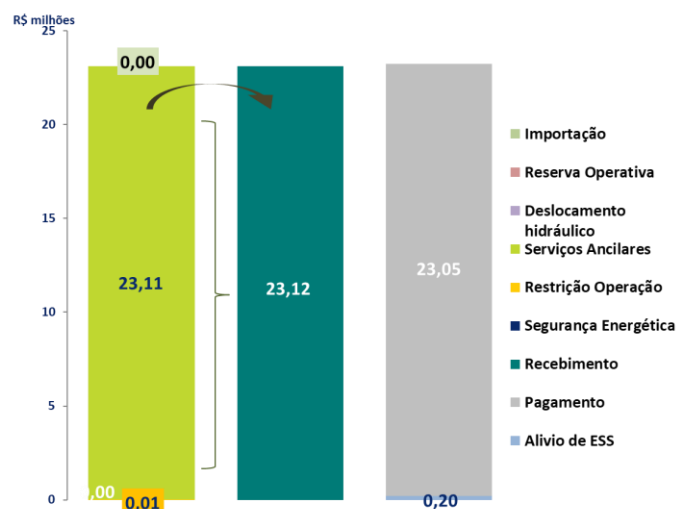
Em junho/23, não houve divergência de preços entre os submercados, da mesma forma não gerando excedente para o alívio financeiro.

Gráfico 14 – Excedente Financeiro



Do total de encargos (R\$ 23,12 milhões), 99,96% (23,11 milhões) foi devido a serviços ancilares, enquanto 0,04% (0,01 milhão) foi devido a restrição da operação. Houve R\$ 0,20 milhões de alívio de encargos de serviços do sistema.

Gráfico 15 – Encargos de Serviços de Sistema



9. LIQUIDAÇÃO

O valor a liquidar pelos 14.406 agentes totalizou **R\$ 1,916 bilhões**. Neste mês, o valor liquidado para o MCP foi de **R\$ 401,5 milhões**. Do valor não pago, R\$ 1,06 bilhões estão relacionados às liminares do risco hidrológico (GSF, na sigla em inglês), R\$ 154,5 milhões correspondem a parcelamentos e R\$ 272,5 devidos suspensão da exigibilidade de pagamento referente a decisão judicial. Além disso, R\$ 31,5 milhões referem-se a inadimplências.

10. DEMAIS DADOS

A tabela 11 sumariza o resultado de energia de reserva transacionada em junho de 2023. Em seguida apresenta-se um resumo para o proinfa e cotas.

Tabela 11 – Resultados de Energia de Reserva

Energia de Reserva	jun/23
Liquidação no MCP (m-2)	R\$ 179.026.145,05
Total de Pagamentos aos Geradores	R\$ 1.242.556.490,82
Fundo de garantia	R\$ 129.753.128,04
Encargo	R\$ 1.057.563.209,92
Saldo CONER	R\$ 136.387.229,40

Proinfa:

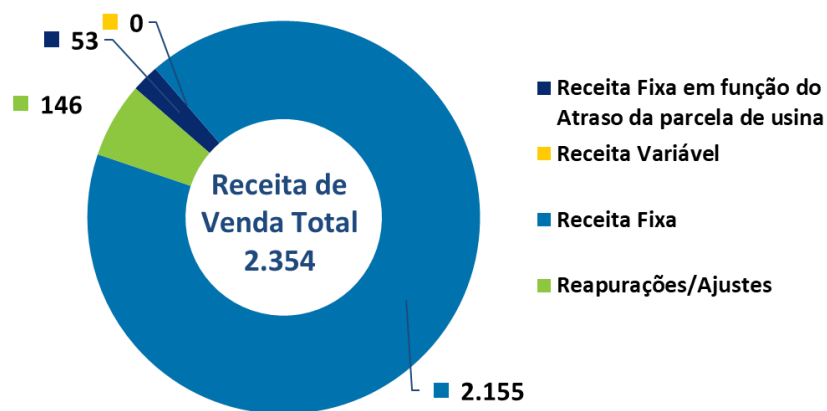
- ✓ 932 MW médios gerados
- ✓ 1.090 MW médios de garantia física
- ✓ 1.275 MW médios em contratos

Cotas:

- ✓ R\$ 374,87 milhões liquidados em cotas de energia nuclear
- ✓ R\$ 776,45 milhões liquidados em cotas de garantia física

Os valores pagos decorrentes da venda dos leilões de disponibilidade no ACR são apresentados no gráfico 16.

Gráfico 16 – Valores Pagos de Receita de Venda dos Leilões de disponibilidade no ACR (em milhões R\$)



11. PENALIDADES

A tabela 12 apresenta os preços de referência para o cálculo da penalidade de insuficiência de lastro de energia para o histórico de 12 meses anteriores ao mês de referência.

Tabela 12 – Preços de Referência apuração de Penalidades (R\$/MWh)

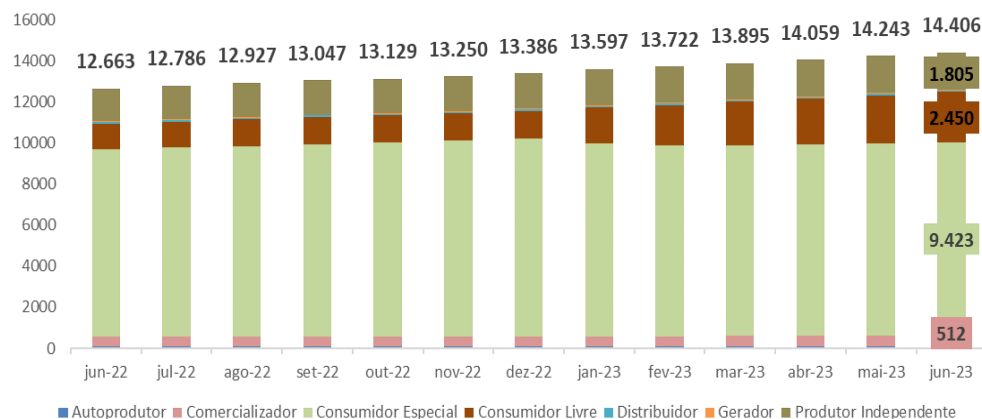
Preço de Referência para Penalização	jun/23
Por Insuficiência de Lastro Energia Especial	241,23
Por Insuficiência de Energia Não Especial	241,23
Preço Médio de Liquidação das Diferenças para Penalização	69,04
Valor de Referência	241,23

¹³ Indica que as unidades com carga igual ou superior a 0,5 MW, a partir de primeiro de janeiro de 2023, cumprem o requisito mínimo de demanda para se caracterizarem como “consumidor livre”.

12. AGENTES

O gráfico 17 apresenta a evolução dos agentes aderidos na CCEE. O número total de agentes aderidos subiu **13,8%** em relação a junho de 2022. A operacionalização da portaria MME nº 514/2018¹³ impactou tanto o número de agentes consumidores livres, com um aumento de **99%** em relação a junho de 2022, quanto o número de consumidores especiais, que cresceu apenas **3%** em relação ao mesmo período.

Gráfico 17 – Agentes aderidos na CCEE por classe



DEFINIÇÕES DOS PROCESSOS



Lista de termos:

- ✓ **MRE** – Mecanismo de Realocação de Energia
- ✓ **CCEAR** – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
- ✓ **CONER** – Conta de Energia de Reserva
- ✓ **RRV** – Reajuste de Receita de Venda
- ✓ **CCGF** – Contrato de Cotas de Garantia Física
- ✓ **CCEN** – Contrato de Cotas de Energia Nuclear



Prazos para divulgação dos resultados dos processamentos:

- ✓ Contabilização: até MS+21
- ✓ Liquidação do MCP: até MS + 26 d.u. (débito) e MS + 27 d.u. (crédito)

- MS: Mês seguinte
- d.u.: dias úteis

13. GLOSSÁRIO

MRE – Mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletro-energética do SIN, por meio do despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica.

CCEAR por Disponibilidade (CCEAR D) - Os Contratos de Disponibilidade de Energia são aqueles nos quais os custos decorrentes dos riscos hidrológicos são assumidos pelos compradores ou vendedores e eventuais exposições financeiras no MCP, positivas ou negativas, são assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final.

CCEAR por Quantidade (CCEAR Q) - Os Contratos de Quantidade de Energia são aqueles nos quais os riscos hidrológicos da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos vendedores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada. Os riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados são assumidos pelo comprador.

CCEAR por Cessão (CCEAR C) - Transferência, por meio de Termos de Cessão, de direitos e obrigações inerentes aos montantes de energia elétrica de contratos regulados (CCEARs) do agente cedente para outro agente cessionário, proporcionalmente à sua energia contratada.

Cotas de Garantia física (CCGF) - As hidrelétricas que se enquadram nos critérios adotados na Lei 12.783/13 têm a totalidade de sua garantia física alocada, por meio de cotas, às distribuidoras de energia elétrica do SIN, e recebem remuneração por tarifa regulada pela Aneel.

Cotas de energia nuclear (CCEN) – Regime de distribuição, em cotas, da energia elétrica proveniente das usinas nucleares de Angra I e II para atendimento do mercado das concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN, sendo rateado entre as mesmas o pagamento à Eletronuclear da receita decorrente da geração da energia nuclear.

Cessão – Os Contratos de Cessão são aqueles que permitem a cessão de energia e potência limitada à quantidade e ao prazo final do contrato original de compra e venda de energia elétrica a preço livremente negociados entre os agentes vendedores e compradores, tendo como cedente Consumidor Livre ou Consumidor Especial e como cessionário Consumidor Livre, Consumidor Especial ou Agente Vendedor.

Valor de Referência (VR) - Média dos preços dos leilões de energia nova A-3 e A-5, ponderada pela energia contratada em cada leilão. Representa o valor limite que pode ser repassado aos consumidores cativos pelos agentes de distribuição em função da contratação de energia elétrica, sendo um dos possíveis valores aplicados na valoração das penalidades de energia.

CONER – A Conta de Energia de Reserva é uma conta corrente específica administrada pela CCEE para realização de operações associadas à contratação e uso de energia de reserva.

RRV – A CCEE é responsável por realizar os reajustes das receitas fixas e variáveis dos contratos regulados por disponibilidade (CCEARs-D) de acordo com as regras estipuladas pelo Ministério de Minas e Energia – MME e pelos próprios CCEARs resultantes de cada leilão. Os reajustes serão realizados para os contratos regulados firmados na modalidade por disponibilidade a partir dos Leilões de Energia Nova (LEN), Leilões de Fontes Alternativas (LFA) e Leilões de Energia Existente (LEE). Além destes, o RRV promove reajustes para os CCEARs por quantidade, provenientes de Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante, além das receitas das usinas comprometidas com Leilões de Energia de Reserva (LER).

Excedente financeiro – A soma dos valores pagos em decorrência da diferença de preços entre os submercados, por conta das restrições de intercâmbio de energia. Este é um resultado do mercado e não de um agente em específico.

Média de Longo Termo (MLT) - A MLT é média de energia natural afluenta calculada com base em uma série histórica desde 1931. Esta média ligada à quantidade de chuvas que alimenta a vazão dos rios que suprem os reservatórios das hidrelétricas.